

ГАЙ ОЛЕКСАНДР ВАЛЕНТИНОВИЧ ✉ – кандидат технічних наук, старший науковий співробітник відділу моделювання електроенергетичних об'єктів та систем, Інститут електродинаміки НАН України; м. Київ, Україна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5460-7260>; e-mail: gaalxold@gmail.com

ГАЙ ГАННА АНАТОЛІЙВНА – кандидат педагогічних наук, доцент кафедри вищої та прикладної математики, Національний університет біоресурсів і природокористування України; м. Київ, Україна, ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5707-2927>; e-mail: gtatana704@gmail.com

МЕТОДИЧНИЙ ПІДХІД ДО ІНТЕГРАЛЬНОЇ ОЦІНКИ ВИТРАТ НА ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ПРИ ОХОЛОДЖЕННІ ТРАНСФОРМАТОРІВ З УРАХУВАННЯМ НОРМАТИВНИХ ВИМОГ

У роботі запропоновано методичний підхід до оцінювання теплового режиму маслonaповненого силового трансформатора в умовах змінного добового навантаження з урахуванням особливостей функціонування систем охолодження. В основу підходу покладено використання статичної та динамічної моделей стандарту IEC 60076-7, що дозволяє поєднати аналіз ustalених температурних режимів і перехідних процесів, зумовлених зміною навантаження у часі. Показано, що статична модель є доцільною для визначення граничних температур гарячої точки обмотки та верхніх шарів масла, оцінювання відповідності нормативним вимогам і порівняння характеристик трансформаторів різних типів охолодження. Водночас встановлено, що її застосування є недостатнім для аналізу реальних режимів роботи трансформатора, оскільки не враховує теплову інерцію та ступеневий характер керування системами охолодження. Для усунення зазначених обмежень розроблено динамічну модель, яка враховує інерційність теплових процесів у маслі та обмотках, експоненціальний характер зміни температур і алгоритм автоматичного перемикавання режимів охолодження за температурою верхніх шарів масла з урахуванням гістерезису. На основі моделювання з використанням добового графіка навантаження показано, що лише природне охолодження призводить до перевищення допустимих температур, тоді як постійна робота у режимі максимального примусового охолодження забезпечує нормативний тепловий стан, але супроводжується надмірними витратами на власні потреби. Доведено, що раціональне поєднання режимів охолодження з автоматичним керуванням дозволяє забезпечити допустимі температури при істотному скороченні часу роботи енергоємних режимів. Отримані результати підтверджують доцільність використання динамічних теплових моделей для обґрунтування режимів роботи трансформаторів і раціоналізації витрат на власні потреби в сучасних електроенергетичних системах.

Ключові слова: маслonaповнений трансформатор; тепловий режим; температура гарячої точки; температура верхніх шарів масла; системи охолодження; Oil Natural Air Natural (ONAN); Oil Natural Air Forced (ONAF); Oil Forced Air Forced (OFAF); добовий графік навантаження; технологічні витрати на власні потреби.

Вступ. Розвиток сучасних електроенергетичних систем, зокрема впровадження нових підходів до управління режимами роботи магістральних мереж, підвищує вимоги до точності оцінки експлуатаційних витрат, пов'язаних із забезпеченням надійної роботи обладнання. Одним із ключових елементів таких систем є силові автотрансформатори, для яких витрати на власні потреби охолодження суттєво залежать від добового профілю навантаження та режиму роботи системи охолодження.

У практиці експлуатації трансформаторів, особливо за відсутності прямого обліку витрат на власні потреби, виникає необхідність у застосуванні методичних підходів, що дозволяють здійснювати інтегральну оцінку цих витрат з урахуванням нормативних вимог та регуляторної практики. Це особливо актуально для взаємоузгодження витрат між суб'єктами ринку електричної енергії при спільному використанні трансформаторного обладнання, а також для обґрунтування компенсаційних механізмів відповідно до чинних нормативних документів.

Запропонований у роботі підхід базується на використанні статичної та динамічної моделі IEC 60076-7 для визначення температурних режимів трансформатора, що дозволяє оцінити усереднені витрати на власні потреби охолодження залежно від добового профілю навантаження. Такий підхід забезпечує прозорість розрахунків, можливість адаптації до різних режимів експлуатації та підвищує

обґрунтованість прийняття рішень щодо оптимізації витрат у сучасних енергетичних системах.

Мета статті. Метою статті є формування та практична перевірка методичного підходу до інтегральної оцінки усереднених витрат на власні потреби при охолодженні трансформаторів, що ґрунтується на використанні статичної та динамічної моделі IEC 60076-7 з урахуванням нормативних вимог. Запропонований підхід дозволяє визначати витрати на власні потреби для різних добових профілів навантаження навіть за відсутності прямого обліку, а також забезпечує прозорий інструмент для взаємоузгодження витрат між суб'єктами ринку електричної енергії при спільному використанні трансформаторного обладнання. Завданнями є:

- формування статичної та динамічної моделі визначення температури гарячої точки обмотки трансформатора за вимірюваною температурою верхніх шарів масла та добовим профілем навантаження;
- оцінка реакції температури гарячої точки та верхніх шарів масла на зміну навантаження, визначення критичної умови для забезпечення нормативного ресурсу ізоляції, враховуючи інерцію масла та швидкість зміни навантаження;
- побудова графічних залежностей для різних типів трансформаторів, які дозволять визначити необхідну початкову температуру верхніх шарів масла для уникнення перевищення нормативної температури гарячої точки при різкому збільшенні навантаження за

© О.В. Гай, Г.А. Гай, 20xx



Ця робота ліцензується відповідно до *Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0)*
Конфлікт інтересів: Автори заявили про відсутність конфлікту

умови сталості роботи системи охолодження та провести аналіз чутливості до швидкості зміни навантаження.

Аналіз стану питання. У сучасних дослідженнях теплових режимів силових трансформаторів основна увага приділяється розробці та валідації математичних моделей, які дозволяють прогнозувати температуру гарячої точки обмотки (hot-spot) та верхніх шарів масла при різних режимах навантаження. Міжнародні стандарти IEC 60076-7 [1], IEEE Std C57.91-2011 [2] та рекомендації CIGRE [3–6] визначають базові підходи до моделювання температурних процесів, враховуючи інерцію масла та обмоток, а також вплив добового профілю навантаження.

Важливим напрямом є експериментальне визначення параметрів моделі, зокрема фактору гарячої точки та характеристик теплової інерції [4, 5, 7, 8]. Роботи [7–9] показують, що точність розрахунку температури hot-spot суттєво залежить від правильного врахування динаміки зміни навантаження та ефективності роботи системи охолодження. Особливо актуальним є питання затримки реакції масла на різкі зміни навантаження, що може призводити до перевищення нормативної температури hot-spot навіть при нормальній температурі верхніх шарів масла.

Останні дослідження [10–13] зосереджені на деталізації теплових процесів у трансформаторах, аналізі впливу конструктивних особливостей, типу охолодження та швидкості зміни навантаження на ризик понаднормового старіння ізоляції. В роботах [10–13] розглядаються питання гідродинаміки масла, моделювання реакції системи охолодження та оцінки інтегральних витрат на власні потреби при різних сценаріях експлуатації.

Українські дослідження [14–17] акцентують увагу на практичних аспектах моніторингу стану трансформаторів, ідентифікації параметрів теплової моделі та впровадженні систем онлайн-контролю. Особливо важливим є питання формування прозорих методик для взаємоузгодження витрат між суб'єктами ринку електричної енергії при спільному використанні трансформаторного обладнання.

Таким чином, сучасний стан питання характеризується поєднанням фундаментальних моделей IEC/CIGRE/IEEE, експериментальних підходів до визначення параметрів, аналізу інерції масла та обмоток, а також практичних рішень для оптимізації витрат на власні потреби охолодження трансформаторів у реальних умовах експлуатації.

Виклад основного матеріалу дослідження. Гіпотеза дослідження полягає в тому, що для забезпечення нормативного ресурсу ізоляції трансформатора при різних змінах навантаження необхідно не лише контролювати температуру верхніх шарів масла, а й прогнозувати температуру hot-spot (табл. 1) з урахуванням інерції масла та швидкості зміни навантаження. Це дозволяє визначити раціональні стратегії роботи системи охолодження та уникнути понаднормового старіння ізоляції навіть за

відсутності прямого обліку витрат на власні потреби, оскільки саме перевищення граничних температур, встановлених нормативними значеннями (табл. 2), визначає допустимість експлуатаційного режиму трансформатора.

Таблиця 1 – Значення температури гарячої точки обмотки (hot-spot) для різних режимів старіння ізоляції трансформатора [1–3]

T hot-spot, °C	Класична целюлозна ізоляція ¹	Паперова ізоляція з підвищеною термостійкістю ²
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

Примітка:

1 – класична целюлозна ізоляція, яка не має спеціальних добавок для підвищення термостійкості.

2 – паперова ізоляція з підвищеною термостійкістю (наприклад, із додаванням термостабілізаторів або спеціальних просочень), яка витримує вищі температури без прискореного старіння.

Таблиця 2 – Значення максимально допустимих температур для великих трансформаторів [1–3]

Тип навантаження	Максимальна температура верхніх шарів масла (top-oil), °C	Максимальна температура гарячої точки обмотки (hot-spot), °C
Нормальне циклічне навантаження	105	120
Довготривале аварійне навантаження	115	140
Короткочасне аварійне навантаження	115	160

В якості базової математичної моделі використано статичну та динамічну моделі [1–3], які дозволяють розраховувати температуру гарячої точки обмотки за виміряною температурою верхніх шарів масла та добовим профілем навантаження. У подальшому розрахунки та інтерпретація результатів виконуються для режиму нормального циклічного навантаження відповідно до табл. 2.

Саме цей режим приймається як базовий для порівняння варіантів керування охолодженням; вихід температурних показників за наведені межі розглядається як недопустимий для нормальної експлуатації і потребує застосування аварійних режимів (що в межах даної роботи не аналізується).

У статичній моделі (усталений режим) для маслонаповнених трансформаторів використовується принципова декомпозиція температур. Основні

параметри моделі для різних систем охолодження прийняті згідно з даними, наведеними в табл. 3 [1–3].

Таблиця 3 – Характеристики трансформаторів з різними системами охолодження [1–3]

Характеристика	Система охолодження			
	ONAN	ONAF	OFAF	ODAF
Показник степеневості залежності для масла, x	0,8	0,8	1,0	1,0
Показник степеневості залежності для обмоток, y	1,3	1,3	1,3	2,0
Відношення втрат, R	6	6	6	6
Фактор гарячої точки, H	1,3	1,3	1,3	1,3
Часова стала масла τ_o , хв	210	150	90	90
Часова стала обмоток τ_w , хв	10	7	7	7
Температура навколишнього середовища θ_a , °C	20	20	20	20
Температура гарячої точки θ_h , °C	98	98	98	98
Гradient hot-spot - top-oil $\Delta\theta_{hr}$, °C	26	26	22	29
Підйом середньої температури масла $\Delta\theta_{omr}$, °C	43	43	46	46
Підйом верхніх шарів масла $\Delta\theta_{or}$, °C	52	52	56	49
Підйом нижніх шарів масла $\Delta\theta_{br}$, °C	34	34	36	43
k_1	1,0	0,5	0,5	1,0
k_{21}	1,0	2,0	2,0	1,3
k_{22}	2,0	2,0	1,0	1,0
Примітка: ONAN – Oil Natural Air Natural – природна циркуляція масла, природна циркуляція повітря; ONAF – Oil Natural Air Forced – природна циркуляція масла, повітря продувається вентиляторами; OFAF – Oil Forced Air Forced – насосна циркуляція масла, повітря продувається вентиляторами; OFAD – Oil Directed Air Forced – керована (спрямована) циркуляція масла + примусове охолодження повітрям.				

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_o(t) + \Delta\theta_{h-o}(t); \quad (1)$$

де $\theta_h(t)$ – температура гарячої точки обмотки, °C;
 θ_a – температура навколишнього середовища (ambient temperature), °C;
 $\Delta\theta_o(t)$ – підйом температури масла над температурою навколишнього середовища, °C;
 $\Delta\theta_{h-o}(t)$ – температурний gradient між гарячою точкою обмотки та маслом, °C.

Температуру верхніх шарів масла (top-oil) у баку трансформатора в моделі описують [1–3] через підйом температури:

$$\theta_o(t) = \Delta\theta_o(t) + \theta_a; \quad (2)$$

де $\theta_o(t)$ – температура верхніх шарів масла, °C.

Формула для підйому температури верхніх шарів масла:

$$\Delta\theta_o = \Delta\theta_{or} \cdot (K^2 \cdot R + 1) \cdot (R + 1)^{-1}x; \quad (3)$$

де $\Delta\theta_{or}$ – підйом температури верхніх шарів масла при номінальному навантаженні, °C;

K – відносне навантаження, відн.од.;

R – відношення номінальних втрат до втрат холостого ходу, відн.од.;

x – показник степеневості залежності для масла, відн.од.

Вираз для визначення температури гарячої точки:

$$\Delta\theta_{h-o} = \Delta\theta_{hr} \cdot K^y; \quad (4)$$

де $\Delta\theta_{hr}$ – gradient температури між гарячою точкою обмотки та верхніми шарами масла при номінальному струмі, °C;

y – показник степеневості залежності для обмоток, відн.од.

Результуючий вираз для визначення температури гарячої точки (hot-spot) обмотки отримаємо, підставляючи (3) і (4) у (1):

$$\theta_h = \theta_a + \Delta\theta_{or} \cdot \left(\frac{K^2 \cdot R + 1}{R + 1} \right)^x + \Delta\theta_{hr} \cdot K^y; \quad (5)$$

Особливість моделі [1–3] полягає в тому, що масогабаритні, конструктивні та паспортні параметри трансформатора (зокрема $\Delta\theta_{or}$, $\Delta\theta_{hr}$, x , y) підібрані так, щоб у номінальному режимі температура гарячої точки відповідала референтному рівню, за якого для класичної целюлозної ізоляції приймається *одинарна* відносна швидкість старіння (табл. 1, $\theta_h = 98$ °C). Це забезпечує уніфікований підхід до ресурсної оцінки трансформаторів різних конструкцій і типів охолодження, дозволяє порівнювати їх експлуатаційні характеристики та узгоджується з міжнародними стандартами щодо довговічності ізоляції (рис. 1).

У статичній моделі [1–3] ефективність системи охолодження враховується через паспортні параметри, які відображають конструктивні особливості, масогабаритні характеристики та тип циркуляції масла й повітря. Саме тому при номінальному навантаженні ($K = 1$) для різних типів трансформаторів температура гарячої точки обмотки сходиться до нормативного значення, а реальна різниця між системами охолодження проявляється переважно у динаміці та при перевантаженнях.

Використовуючи вирази (1–5), проведено моделювання усталеного теплового режиму трансформатора для різних типів систем охолодження шляхом варіювання відносного навантаження K . У результаті отримано статичні залежності (рис. 1) зміни температури верхніх шарів масла та температури гарячої точки обмотки від навантаження, які дозволяють оцінити граничні режими роботи трансформатора та відповідність нормативним обмеженням за температурою.

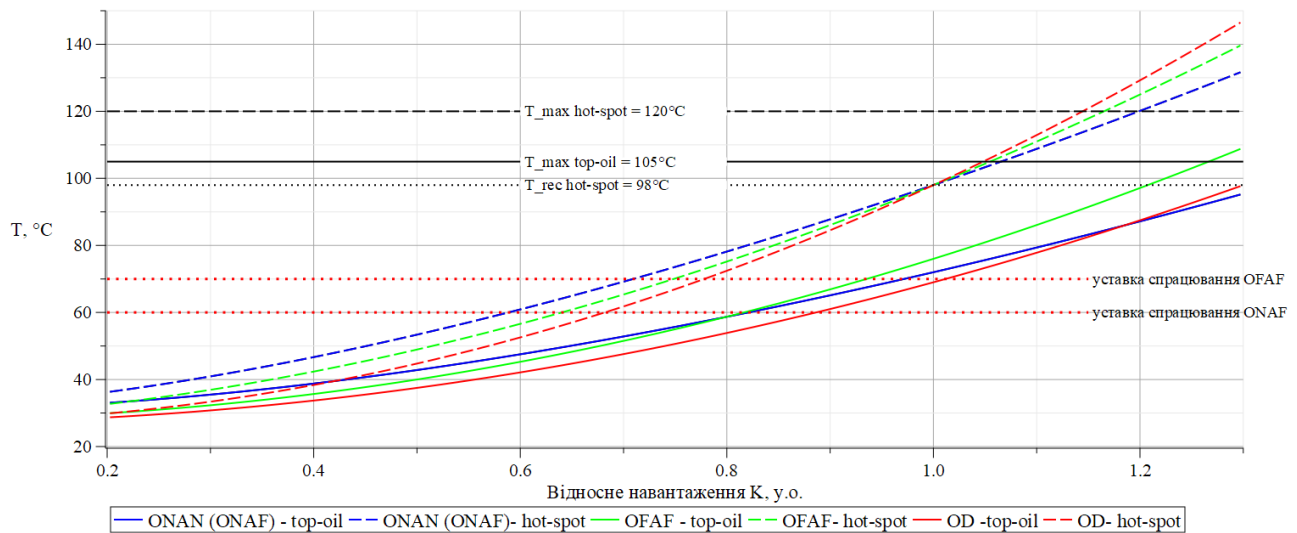


Рисунок 1 – Статичні характеристики для різних систем охолодження трансформатора

Це обмеження нормативної моделі, яке слід враховувати при порівняльному аналізі ефективності різних систем охолодження та при побудові графіків для конкретного об'єкта (рис. 1).

Включення ступенів охолодження трансформатора здійснюється за температурними уставками верхніх шарів масла (top-oil). У реальній експлуатації кожна система охолодження (ONAN, ONAF, OFAF, OD) має власні пороги температури, при досягненні яких автоматично активується відповідний ступінь (наприклад, вентилятори, насоси, спрямована циркуляція).

Типові уставки для включення ступенів примусового охолодження знаходяться в діапазоні 55–80 °С для верхніх шарів масла. Відповідно до статичних характеристик (рис. 1), ці температурні пороги досягаються при відносному навантаженні $K \approx 0,6-0,8$, залежно від типу охолодження та параметрів трансформатора.

Таким чином, система охолодження трансформатора починає роботу у базовому режимі (ONAN), а при зростанні навантаження та досягненні уставки температури масла автоматично переходить у наступний ступінь (ONAF, OFAF, OD). Це забезпечує підтримання допустимого температурного режиму трансформатора при зміні навантаження та запобігає перегріву гарячої точки обмотки.

Для динамічної моделі (перехідні режими) для маслонаповнених трансформаторів використовується принципова декомпозиція температур за виразом (1), але з урахуванням динаміки зміни складових цього виразу. На відміну від статичної моделі, де всі температури визначаються як усталені значення при фіксованому навантаженні, у динамічній моделі кожна складова (підйом температури масла, температурний градієнт між гарячою точкою та маслом) описується експоненціальними залежностями, що враховують теплову інерцію масла й обмоток, а також структурні особливості трансформатора. Це дозволяє адекватно моделювати

перехідні процеси при зміні навантаження або режиму охолодження, а також оцінювати максимальні температури у гарячій точці обмотки в реальних експлуатаційних умовах.

Вираз для визначення підйому температури верхніх шарів масла в динаміці:

$$\Delta\theta_o(t) = \Delta\theta_o(K) - (\Delta\theta_o(K) - \Delta\theta_o(0)) \cdot e^{-\frac{t}{k1\tau0}}; \quad (6)$$

де $\Delta\theta_o(K)$ – усталений підйом температури масла для поточного навантаження, °С.

$\Delta\theta_o(0)$ – початковий підйом температури масла (°С), тобто значення на момент початку розрахунку;

t – час від початку зміни режиму, хвилини;

$k1$ – структурний коефіцієнт для типу охолодження [1–3];

$\tau0$ – часова стала масла (oil time constant), хвилини.

Вираз для визначення загального температурного градієнту між гарячою точкою обмотки та верхніми шарами масла у момент часу t :

$$\Delta\theta_{h-o}(t) = \Delta\theta_{h-o,1}(t) - \Delta\theta_{h-o,2}(t); \quad (7)$$

$$\Delta\theta_{h-o,1}(t) = k_{21}\Delta\theta_{h-o}(K) - \left(k_{21}\Delta\theta_{h-o}(K) - \Delta\theta_{h-o,1}(0) \right) \cdot e^{-\frac{t}{k_{22}\tau w}}; \quad (8)$$

$$\Delta\theta_{h-o,2}(t) = (k_{21} - 1)\Delta\theta_{h-o}(K) - \left((k_{21} - 1)\Delta\theta_{h-o}(K) - \Delta\theta_{h-o,2}(0) \right) \cdot e^{-\frac{t}{\tau0}}; \quad (9)$$

де $\Delta\theta_{h-o,1}(t)$ – перша складова градієнта гарячої точки, яка описує основний підйом температури між гарячою точкою та маслом, °С;

$\Delta\theta_{h-o,2}(t)$ – друга складова градієнта гарячої точки, яка враховує додаткові ефекти розподілу втрат, °С;

$\Delta\theta_{h-o}(K)$ – усталений (статичний) температурний градієнт для поточного навантаження K , °С;

$\Delta\theta_{h-o,1}(0), \Delta\theta_{h-o,2}(0)$ – початкові значення першої та другої складової градієнта (на момент $t = 0$), °С;

τ_0 – часова стала обмотки, хвилини;

k_{21}, k_{22} – коригуючий коефіцієнт [1–3].

Коефіцієнти k_1, k_{21} та k_{22} є параметрами динамічної температурної моделі [1–3] і використовуються для врахування особливостей перехідних процесів у маслі та обмотках залежно від типу охолодження. У даній роботі їх числові значення прийнято за табличними даними для відповідних систем охолодження (табл. 3), що забезпечує відтворюваність розрахунків і коректне порівняння режимів.

У статичній моделі температури трансформатора всі складові (температура гарячої точки, температура масла, температурний градієнт) визначаються як усталені значення при фіксованому навантаженні. Однак у реальних експлуатаційних умовах навантаження трансформатора змінюється у часі та система охолодження працює ступенево, наприклад з переходами між режимами ONAN, ONAF, OFAF залежно від температурних уставок верхніх шарів масла.

Для адекватного опису перехідних процесів використовується динамічна модель, яка враховує теплову інерцію масла й обмоток, а також автоматичне перемикання режимів охолодження при досягненні відповідних температурних порогів. Логіка роботи такої моделі представлена у блок-схемі (рис. 2), яка демонструє специфіку роботи програмного коду: розрахунок здійснюється в кожен момент часу з дискретизацією 1 хвилини, з урахуванням добового профілю навантаження, експоненціальної динаміки температур, перевірки уставок масла та зміни параметрів моделі при переході між режимами.

Використовуючи вирази (1), (6–9), зображених на рис. 2 алгоритм та добовий графік (рис. 3 а), на рис. 3 б наведено графіки зміни температурних показників та ефективності охолодження трансформатора при розрахунковому контрольному сценарії з фіксованим режимом охолодження – ONAN, ONAF та OFAF.

Аналіз отриманих графіків показує, що відповідно до параметрів, наведених у табл. 1, забезпечення унормованого режиму старіння ізоляції неможливе при використанні лише природного охолодження ONAN. У цьому випадку максимальна температура верхніх шарів масла досягає приблизно 118 °С, що суттєво перевищує граничні значення.

При використанні системи примусового охолодження ONAF максимальна температура верхніх шарів масла зростає до близько 107 °С, однак і в цьому випадку перевищується допустиме значення 105 °С, наведене в табл. 2, що також не забезпечує нормований режим експлуатації трансформатора.

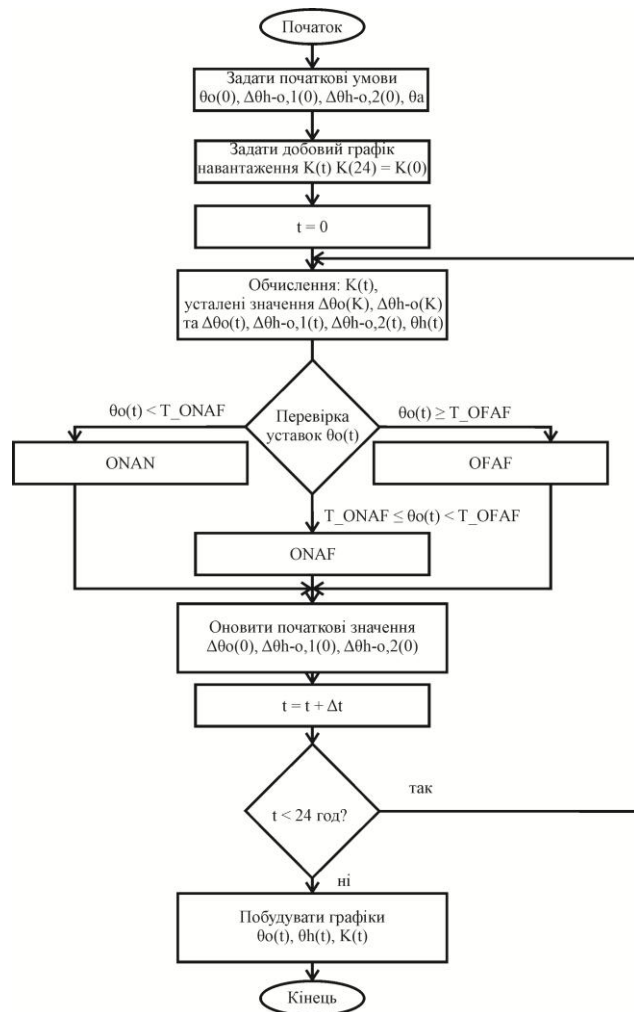
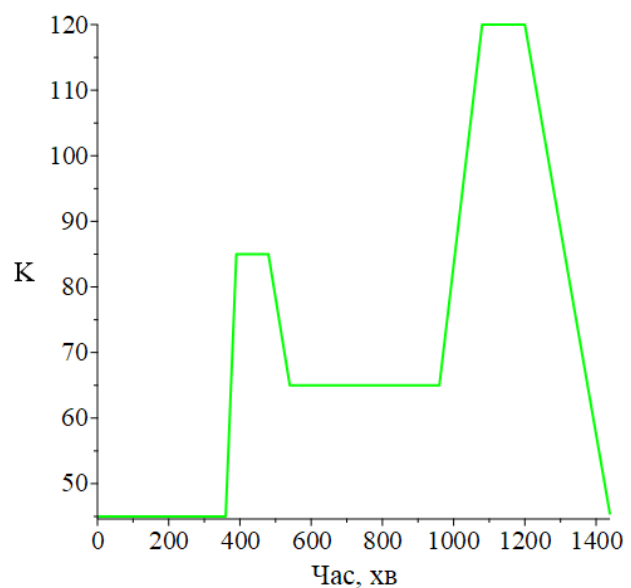
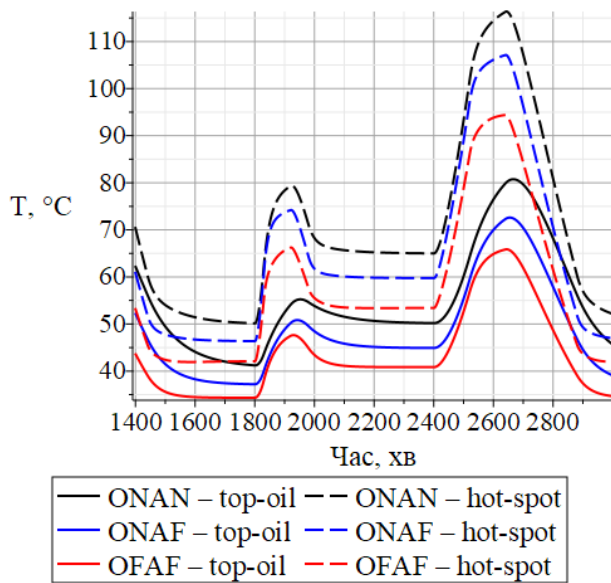


Рисунок 2 – Блок-схема алгоритму розрахунку динамічної температурної моделі трансформатора з автоматичним перемиканням режимів охолодження при добовому профілі навантаження



а



б

Рисунок 3 – Графічні залежності для динамічної теплової моделі трансформатора:

a – добовий графік зміни коефіцієнта навантаження $K(t)$;
б – часові залежності температури гарячої точки обмотки (штрихові лінії) та температури верхніх шарів масла (суцільні лінії) для різних типів систем з фіксованим режимом охолодження: ONAN, ONAF та OFAF

Натомість використання системи OFAF дозволяє знизити максимальну температуру верхніх шарів масла до приблизно 93 °С, що відповідає вимогам щодо допустимого теплового режиму та забезпечує нормований режим старіння ізоляції. Разом з тим, постійна робота трансформатора з увімкненою системою OFAF, хоча й є ефективною з точки зору теплового стану та старіння ізоляції, але призводить до значного зростання технологічних витрат на власні потреби, зокрема на роботу вентиляторів і насосів системи охолодження.

Згідно з усталеною експлуатаційною практикою, керування системами охолодження силових трансформаторів здійснюється за температурою верхніх шарів масла, оскільки температура гарячої точки обмотки, як правило, безпосередньо не вимірюється. У зв'язку з цим у динамічній тепловій моделі реалізовано алгоритм автоматичного перемикавання режимів охолодження ONAN, ONAF та OFAF за температурними уставками верхніх шарів масла з урахуванням гістерезису.

Для переходу між режимами охолодження температурні уставки прийнято в межах типових значень (55–80 °С): перехід з режиму ONAN у режим ONAF здійснюється при досягненні температури верхніх шарів масла $\theta_o = 60$ °С, а повернення до режиму ONAN – при зниженні температури до 55 °С. Перехід з режиму ONAF у режим OFAF відбувається при досягненні температури $\theta_o = 70$ °С, а повернення до режиму ONAF – при зниженні температури до 65 °С. Таким чином, величина гістерезису для

кожного рівня перемикавання становить 5 °С. Таке значення прийнято як типове інженерне налаштування, що забезпечує стійкість роботи автоматики та запобігає частим перемиканням режимів при малих коливаннях температури верхніх шарів масла.

Результати динамічного моделювання з урахуванням алгоритму керування наведено на рис. 4. Отримані графічні залежності дозволяють оцінити спільну роботу систем охолодження впродовж добового циклу навантаження. Зокрема, видно, що при низьких значеннях навантаження трансформатор переважно працює в режимі природного охолодження ONAN, тоді як у періоди підвищеного навантаження та зростання температури верхніх шарів масла відбувається автоматичне залучення систем ONAF та OFAF.

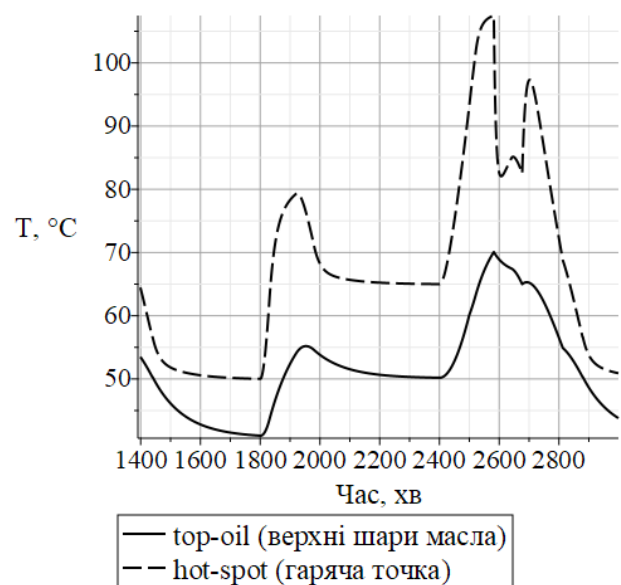


Рисунок 4 – Графічні залежності зміни температури гарячої точки обмотки (штрихові лінії) та температури верхніх шарів масла (суцільні лінії), що ілюструють роботу алгоритму автоматичного керування системами охолодження трансформатора за температурою верхніх шарів масла

Аналіз часових інтервалів роботи в кожному режимі показує, що за прийнятого добового графіка навантаження трансформатор перебуває в режимі ONAN протягом приблизно 78 % часу, у режимі ONAF – близько 15 % часу, та в режимі OFAF – близько 7 % часу. Такий розподіл режимів підтверджує ефективність використання алгоритму керування охолодженням, який забезпечує допустимий тепловий стан трансформатора при мінімізації витрат на власні потреби систем охолодження.

Інтегральна оцінка витрат на власні потреби охолодження у межах запропонованого підходу ґрунтується на визначенні тривалості роботи кожного ступеня охолодження протягом добового циклу навантаження та отриманні часових інтервалів,

протягом яких активні режими ONAN, ONAF та OFAF. Надалі ці інтервали можуть бути використані для розрахунку споживання електроенергії системою охолодження за паспортними (або вимірними) потужностями вентиляторів і насосів відповідних ступенів, що дає змогу порівнювати сценарії керування та обґрунтувати скорочення технологічних витрат на власні потреби навіть за відсутності прямого комерційного обліку.

Висновок. Проведені дослідження показали, що як у статичній, так і, особливо, у динамічній тепловій моделі трансформатора визначальним є аналіз температури верхніх шарів масла як керуючого параметра режимів охолодження. Встановлено, що використання лише статичної моделі дозволяє оцінити граничні температурні режими, однак не відображає реальних умов роботи трансформатора при змінному навантаженні та ступеневому керуванні системами охолодження.

Результати динамічного моделювання підтвердили, що постійна робота трансформатора в режимі максимального примусового охолодження (OFAF), хоча і забезпечує допустимий тепловий стан, є надмірною з точки зору експлуатації, оскільки призводить до необґрунтованого зростання витрат на власні потреби. При цьому використання лише природного охолодження (ONAN) або обмежене застосування ONAF не забезпечує дотримання нормативних температурних меж.

Водночас застосування алгоритму керування системами охолодження за температурою верхніх шарів масла з урахуванням гістерезису при прийнятному добовому графіку дозволяє реалізувати раціональний режим роботи трансформатора, при якому більшу частину часу він працює у базовому режимі ONAN (приблизно 78 %), приєднання ONAF відбувається лише у періоди підвищеного навантаження (близько 15 %), а режим OFAF використовується обмежено (близько 7 %) лише при досягненні критичних температур.

Таким чином, доведено, що використання динамічних теплових моделей з керуванням за температурою верхніх шарів масла є необхідним інструментом для раціоналізації використання систем охолодження, що дозволяє забезпечити нормативний ресурс ізоляції трансформатора при одночасному суттєвому зниженні технологічних витрат на власні потреби. Це підтверджує практичну доцільність застосування подібних моделей для обґрунтування експлуатаційних рішень у магістральних електричних мережах.

Список літератури

1. IEC 60076- 7:2018 Power transformers - Part 7: loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. Effective from 2018-01-12. Official edition. Geneva : IEC, 2018. 89 p.
2. C57.91-2011. IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. Replaces IEEE Std 1995 C57.91; effective from 2012-03-07. Official edition. IEEE, 2012. 123 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>.
3. CIGRE Working Group A2.38. Transformer thermal modelling. Paris : CIGRE, 2016. 197 p.

4. CIGRE WG 12.09. Experimental determination of power transformer hot-spot factor. *Electra*. 1995. No. 161. ELT_161_3.
5. CIGRE WG 12-09. Heat-run test procedure for power transformers. *Electra*. 1990. No. 129. P. 37–45.
6. IEEE Std 1538-2000. IEEE guide for determination of maximum winding temperature rise in liquid-filled transformers. Effective from 2000-07-31. Official edition. IEEE, 2000. 28 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91904>.
7. Nordman H., Rafsback N., Susa D. Temperature responses to step changes in the load current of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2003. Vol. 18, no. 4. P. 1110–1117. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2003.817516>.
8. A fundamental approach to transformer thermal modeling. II. Field verification / G. Swift et al. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2001. Vol. 16, no. 2. P. 176–180. DOI: <https://doi.org/10.1109/61.915479>.
9. Nordman H., Takala O. Transformer loadability based on directly measured hot-spot temperature and loss and load current correction exponents. *43 CIGRE Session - CIGRE 2010*, Paris, France, 22–27 August 2010. Paris, 2010.
10. Yatskevsky V. A. Hydrodynamics and heat transfer in cooling channels of oil-filled power transformers with multicoil windings. *Applied Thermal Engineering*. 2014. Vol. 63, no. 1. P. 347–353. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.10.055>.
11. Sonmez O., Komurgoz G. Determination of hot-spot temperature for ONAN distribution transformers with dynamic thermal modelling. *2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Perth, WA, 23–26 September 2018. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/cmd.2018.8535752>.
12. Thermal modelling of electrical insulation system in power transformers / A. Santisteban et al. *Simulation and Modelling of Electrical Insulation Weaknesses in Electrical Equipment*. 2018. DOI: <https://doi.org/10.5772/intechopen.78070>.
13. Susa D., Lehtonen M., Nordman H. Dynamic thermal modelling of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2005. Vol. 20, no. 1. P. 197–204. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2004.835255>.
14. Denysiuk S., Prytskach S. Development of the on-line power transformer state monitoring system. *International Journal of Computing and Technology*. 2014. Vol. 1, no. 5. P. 191–195.
15. Prytskach I., Yaremenko A. Power transformers diagnostics using heat model parameter identification. *International Journal on Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering (IJREEICE)*. 2017. Vol. 5, no. 6. DOI: <https://doi.org/10.17148/IJREEICE.2017.5601>.
16. Шевченко С. Ю., Данильченко Д. О., Ганус Р. О. Розробка теплової моделі маслонаповненого трансформатора в середовищі Ansys. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2024. № 2 (9). С. 77–83. DOI: [https://doi.org/10.20998/erec.2024.2\(9\).319068](https://doi.org/10.20998/erec.2024.2(9).319068).
17. Мешков Т. Д., Данильченко Д. О., Вольтер М. Дослідження теплового стану трансформатора в залежності від режиму роботи. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2024. № 1 (8). С. 73–77. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.12>.

References

1. *Power Transformers - Part 7: Loading Guide for Mineral-Oil-Immersed Power Transformers*, IEC 60076-7:2018, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2018.
2. *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators*, C57.91-2011, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2012.6166928>
3. CIGRE Working Group A2.38, “Transformer thermal modelling,” CIGRE, Paris, 659, 2016.
4. CIGRE WG 12.09, “Experimental determination of power transformer hot-spot factor,” *Electra*, no. 161, 1995, Art. no. ELT 161 3.
5. CIGRE WG 12-09, “Heat-run test procedure for power transformers,” *Electra*, no. 129, 1990, Art. no. ELT_129_2.

6. *IEEE Guide for Determination of Maximum Winding Temperature Rise in Liquid-Filled Transformers*, IEEE Std 1538-2000, Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2000, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91904>
7. H. Nordman, N. Rafsback, and D. Susa, "Temperature responses to step changes in the load current of power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 4, pp. 1110–1117, Oct. 2003, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2003.817516>
8. G. Swift, T. S. Molinski, R. Bray, and R. Menzies, "A fundamental approach to transformer thermal modeling. II. Field verification," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 2, pp. 176–180, Apr. 2001, doi: <https://doi.org/10.1109/61.915479>
9. H. Nordman and O. Takala, "Transformer loadability based on directly measured hot-spot temperature and loss and load current correction exponents," in *43 CIGRE Session - CIGRE 2010*, Paris, France, Aug. 22–27, 2010. Paris: CIGRE, 2010.
10. V. A. Yatshevsky, "Hydrodynamics and heat transfer in cooling channels of oil-filled power transformers with multicool windings," *Applied Thermal Engineering*, vol. 63, no. 1, pp. 347–353, Feb. 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2013.10.055>
11. O. Sonmez and G. Komurgoz, "Determination of hot-spot temperature for ONAN distribution transformers with dynamic thermal modelling," in *2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Perth, WA, Sep. 23–26, 2018. IEEE, 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/cmd.2018.8535752>
12. A. Santisteban, F. Delgado, A. Ortiz, C. J. Renedo, and F. Ortiz, "Thermal modelling of electrical insulation system in power transformers," in *Simulation and Modelling of Electrical Insulation Weaknesses in Electrical Equipment*. InTech, 2018, doi: <https://doi.org/10.5772/intechopen.78070>
13. D. Susa, M. Lehtonen, and H. Nordman, "Dynamic thermal modelling of power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 197–204, Jan. 2005, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2004.835255>
14. S. Denysiuk and S. Prytyskach, "Development of the on-line power transformer state monitoring system," *International Journal of Computing and Technology*, vol. 1, no. 5, pp. 191–195, 2014.
15. I. Prytyskach and A. Yaremenko, "Power transformers diagnostics using heat model parameter identification," *International Journal on Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering (IJIREEICE)*, vol. 5, no. 6, Jun. 2017, doi: <https://doi.org/10.17148/IJIREEICE.2017.5601>
16. S. Shevchenko, D. Danylchenko, and R. Ganus, "Development of thermal model of an oil-filled transformer in Ansys environment," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (9), pp. 77–83, Dec. 2024, doi: [https://doi.org/10.20998/erec.2024.2\(9\).319068](https://doi.org/10.20998/erec.2024.2(9).319068) (in Ukrainian)
17. T. Meshkov, D. Danylchenko, and M. Wolter, "Study of the thermal state of the transformer depending on the operating mode," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (8), pp. 73–77, Jul. 2024, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2024.01.12> (in Ukrainian)

Надійшла (Received) 04.05.2026

Прийнята (Accepted) 14.05.2026

Опублікована (Published) 29.05.2026

UDC 621.31

GAI OLEKSANDR ✉ – Candidate of Technical Sciences (PhD), Senior Researcher of the Department of Modeling of Power Engineering Objects and Systems, Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5460-7260>; e-mail: gaalxold@gmail.com

GAI HANNA – Candidate of Pedagogical Sciences (PhD), Associate Professor of the Department of Higher and Applied Mathematics, National University of Life and Environmental Sciences of Ukraine; Kyiv, Ukraine; ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5707-2927>; e-mail: gtatana704@gmail.com

METHODOLOGICAL APPROACH TO TIME-INTEGRATED ASSESSMENT OF AUXILIARY ENERGY CONSUMPTION IN POWER TRANSFORMER COOLING CONSIDERING REGULATORY REQUIREMENTS

The paper proposes a methodological approach to assessing the thermal regime of an oil-filled power transformer under variable daily load conditions, taking into account the operational features of cooling systems. The approach is based on the combined use of static and dynamic models of IEC 60076-7, which makes it possible to integrate the analysis of steady-state temperature conditions and transient processes caused by load variations over time. It is shown that the static model is appropriate for determining the limiting temperatures of the winding hot-spot and top-oil, assessing compliance with regulatory requirements, and comparing the characteristics of transformers with different cooling systems. At the same time, it is established that its application is insufficient for analyzing real operating conditions, since it does not account for thermal inertia and the stepwise nature of cooling control. To overcome these limitations, a dynamic model has been developed that considers the inertia of thermal processes in oil and windings, the exponential nature of temperature changes, and the algorithm of automatic switching of cooling modes based on top-oil temperature with hysteresis. Based on simulation using a typical daily load profile, it is shown that natural cooling alone leads to exceeding the permissible temperature limits, while continuous operation in the maximum forced-cooling mode ensures compliance with thermal requirements but results in excessive auxiliary energy consumption. It is demonstrated that a rational combination of cooling modes with automatic control makes it possible to maintain acceptable temperatures while significantly reducing the operating time of energy-intensive cooling modes. The obtained results confirm the feasibility of using dynamic thermal models for substantiating transformer operating modes and rationalizing auxiliary energy consumption in modern power systems.

Keywords: oil-filled transformer; thermal regime; hot-spot temperature; top-oil temperature; cooling mode; Oil Natural Air Natural (ONAN); Oil Natural Air Forced (ONAF); Oil Forced Air Forced (OFAF); daily load profile; auxiliary energy consumption; cooling system control.